

考虑检测延时的构网型逆变器有功降额 低压穿越控制策略

申桢瑀^{1,2}, 戴宏磊^{1,2}, 王硕禾^{1,2}

(1. 石家庄铁道大学 电气与电子工程学院, 河北 石家庄 050043;

2. 河北省分布式能源应用技术创新中心, 河北 石家庄 050000)

摘要:针对构网型逆变器(Grid-Forming Inverters, GFMI)低压穿越(Low Voltage Ride Through, LVRT)过程中的暂态失稳风险,以及现有研究未将检测延时纳入分析框架、难以兼顾系统稳定性与输出性能的不足,提出考虑检测延时的GFMI有功降额LVRT控制策略。基于虚拟同步机控制构建GFMI暂态模型,采用等面积定则分析策略的稳定机理与作用边界,通过硬件在环实验平台开展多工况测试,探究外部环境与控制参数对策略有效性及极限检测延时的影响规律。结果表明:该策略可通过故障后主动下调有功功率指令值维持系统同步稳定,标准工况下系统极限检测延时为40 ms;电压暂降深度、电网强度、虚拟转动惯量与有功降额值均对极限检测延时存在显著影响。该策略可有效实现GFMI低压穿越,检测延时与策略有效性强耦合,工程应用中需结合严苛工况优化参数,平衡暂态稳定性能与有功输出能力。

关键词:构网型逆变器;低压穿越;检测延时;虚拟同步机

中图分类号: TM464 **文献标志码:** A **文章编号:** 2095-0373(2026)02-0107-07

构网型逆变器因其具备独立构建电网的能力^[1],成为进一步扩大新能源规模与分布式发电的关键技术。因其电压源的特性^[2],GFMI具备与同步机(Synchronous Generator, SG)类似的暂态特性^[3-4],但基于电力电子器件的GFMI并不具备SG的强过流能力,在电压暂降的瞬间会因过电流致使设备损坏,这不利于GFMI的安全稳定运行。因此,众多学者进行了大量围绕GFMI电流抑制以及其暂态特性的研究。Shuai et al^[5]首先提出,使用类比于SG的Lyapunov直接法对基于虚拟同步机(Virtual Synchronous Generator, VSG)控制的GFMI进行分析,计算出类似于SG的极限故障切除时间,在这一时间内切除故障,系统能恢复同步稳定性;付熙坤等^[6]将电流抑制策略纳入Lyapunov的分析框架,指出基于 dq 轴限流的硬电流约束不利于GFMI的暂态稳定性;张静怡等^[7]通过设计迭代算法,精确求解了非线性过程中大阻尼系数的精确做功;何宏亮等^[8]基于圆形电流限幅,讨论了电流限幅设置为不同程度时系统暂态稳定性的变化。陈祯怡等^[9]通过设置跟/构切换模式,提出一种能在电压暂降后自适应变更工作模式的控制策略。以上分析以及控制方法为GFMI的低压穿越提供了指导和帮助。在SG的暂态稳定性分析中,常用的手段有Lyapunov直接法^[10]以及等面积定则(EAC)^[11],其中后者由于其清晰的物理意义被视为SG暂态稳定性分析的经典方法,该方法在一定条件下同样适用于GFMI的暂态分析。

综上所述,现有研究多关注于通过设计限流以及更精确的分析方法保持GFMI的暂态稳定性,但对于如何充分利用GFMI作为电力电子设备的优越性,使GFMI在LVRT期间能够均衡稳定性与输出性能的相关研究较少,同时,未有相关研究将检测设备的延时纳入分析框架,这会在一定程度上导致分析不

收稿日期:2026-03-17 责任编辑:车轩玉 DOI:10.13319/j.cnki.sjztdxxxbzrb.20260044

基金项目:河北省省级科技计划项目(21341801D);河北省分布式能源应用技术创新中心项目(225676132H);石家庄铁道大学研究生创新创业项目(YC202644)

作者简介:申桢瑀(2001—),男,硕士研究生,研究方向为电力电子技术。E-mail:yahui_shen0902@163.com

申桢瑀,戴宏磊,王硕禾.考虑检测延时的构网型逆变器有功降额低压穿越控制策略[J].石家庄铁道大学学报(自然科学版),2026,39(2):107-113.

准确。因此,提出一种 LVRT 策略,在发生电压暂降后降低 GFMI 的有功功率指令值,利用电力电子设备快速响应的特性,在检测延时后迅速降低 GFMI 的输出有功功率,从而达到保持同步稳定性的要求。同时,基于 EAC 对所提的 LVRT 控制策略进行分析,验证该方法在考虑检测延时下的合理性,说明该控制策略的稳态机理。

1 基于 VSG 的 GFMI 暂态模型

典型的基于 VSG 的 GFMI 并网逆变器电力拓扑如图 1 所示。图 1 中, L_f 为滤波电感; C_f 为滤波电容; PCC 为 GFMI 的并网点; L_g 为线路等效电感; R_g 为线路等效电阻; v_{g_abc} 和 i_{g_abc} 分别为并网点的电压和电流, v_{grid} 和 θ_{grid} 为电网电压的幅值和相角。

将并网点进行采样后, VSG 的控制架构如图 2 所示。图 2 中, P_{ref} 、 Q_{ref} 分别为控制器的有功、无功功率指令值; k_p 为系统的一次调频系数; ω_n 为系统的基准角速度; D_p 为阻尼系数; J 为系统的转动惯量; s 为微分算子; P_e 、 Q_e 分别为系统的瞬时有功、无功功率; E_n 为系统的额定电压; θ 为有功控制器输出的电压相位; E_m 为无功控制器输出的电压幅值, E_m 和 θ 组合为三相电压后经内环控制控制 IGBT 从而输出三相电压。

根据图 2,在正常运行阶段,有功控制器的控制方程为

$$J \frac{d^2 \theta}{dt^2} = \frac{P_{ref1} - k_p(\omega - \omega_0)}{\omega} - \frac{P_e}{\omega} - D_p(\omega - \omega_0) \quad (1)$$

对式(1)进一步处理,可得摇摆方程的通用形式

$$T_j \frac{d^2 \theta}{dt^2} = P_{ref1} - P_e - D(\omega - \omega_0) \quad (2)$$

式中, T_j 为等效惯量, $T_j = J\omega_0$; D 为等效阻尼, $D = k_p + D_p\omega_0$ 。

无功控制方程为

$$E_m = k_q(Q_{ref} - Q_e) + E_n \quad (3)$$

在图 2 中,内环控制由于带宽显著高于有功、无功带宽,响应速度显著高于外环,在暂态过程中可忽略内环的影响,仅考虑功率环路对暂态稳定性的影响。

在进行等值简化后,GFMI 的等效并网系统模型如图 3 所示。

图 3 中,定义 VSG 输出电压相位与电网电压相位的差值为系统的虚拟功角 δ , $\delta = \theta_m - \theta_g$; R_g 、 L_g 分别为 GFMI 到电网之间的等效电阻、电感; V_g 为电网电压幅值。基于该线路关系,GFMI 的输出功率为

$$P_e = 1.5 \frac{R_g E_m^2}{R_g^2 + \omega_0^2 L_g^2} - 1.5 \frac{R_g E_m V_g \cos \delta}{R_g^2 + \omega_0^2 L_g^2} + 1.5 \frac{\omega_0 L_g E_m V_g \sin \delta}{R_g^2 + \omega_0^2 L_g^2} \quad (4)$$

$$Q_e = 1.5 \frac{\omega_0 L_g E_m^2}{R_g^2 + \omega_0^2 L_g^2} - 1.5 \frac{\omega_0 L_g E_m V_g \cos \delta}{R_g^2 + \omega_0^2 L_g^2} + 1.5 \frac{R_g E_m V_g \sin \delta}{R_g^2 + \omega_0^2 L_g^2} \quad (5)$$

将式(5)代入式(3)可得

$$E_m = \left[Q_{ref} - \frac{E_m^2}{|Z_g|} \cos \varphi + \frac{E_m V_g}{|Z_g|} \cos(\delta - \varphi) \right] k_q + E_n \quad (6)$$

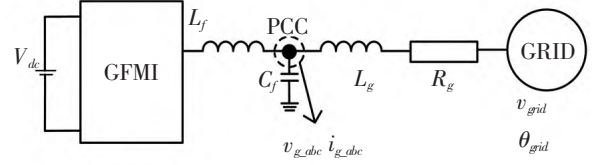


图 1 基于 VSG 的 GFMI 电力拓扑图

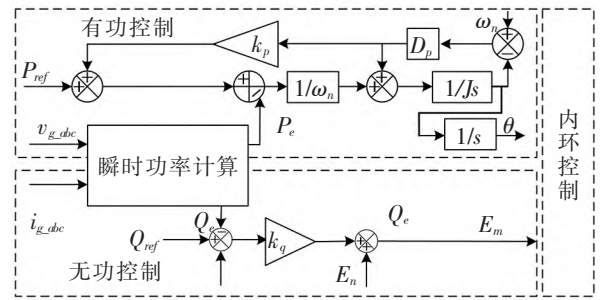


图 2 VSG 控制架构

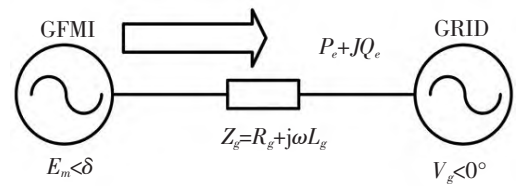


图 3 GFMI 并网系统的等效线路图

式中, $\varphi = \arctan(R_g/(\omega_0 L_g))$; $|Z_g| = \sqrt{R_g^2 + \omega_0^2 L_g^2}$ 。在参数已知的情况下, 式(6)为一个自变量为 E_m 的一元二次方程, 对方程进行求解, 可得 GFMI 输出电压的幅值为

$$E_m(\delta, V_g) = \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A} \quad (7)$$

式中, $A = k_q \cos \varphi |Z_g|$; $B = 1 - V_g k_q \cos(\delta - \varphi) / |Z_g|$; $C = -(k_q Q_{ref} + E_n)$ 。将式(7)代入式(4), 可得系统的有功功率传输极限为

$$P_e = \frac{E_m^2}{|Z_g|} \sin \varphi + \frac{E_m V_g}{|Z_g|} \sin(\delta - \varphi) \quad (8)$$

2 基于有功降额的 LVRT 控制策略

根据式(8)绘制有功传输极限与电网电压以及功角的关系图, 如图4所示。根据图4, 当发生电压暂降后, 电网电压 V_g 迅速减小, 这会导致有功传输极限在瞬间降低。借助 EAC, 图5展示了这种情况下 GFMI 并网系统暂态失稳的机理。

如图5所示, 当系统正常运行时, 系统的有功传输极限为 P_{e1} , GFMI 的有功指令值为 P_{ref1} , 系统的稳定运行点 (Stable Equilibrium Point, SEP) 为 P_{e1} 和 P_{ref1} 的左交点, 不稳定运行点 (Unstable Equilibrium Point, UEP) 为右交点。发生电压暂降后有功功率传输极限降低至 P_{e2} , 此时 P_{e2} 和 P_{ref1} 没有交点, 系统失去同步性, 发生暂态失稳。本文设计的 LVRT 策略为: 利用电力电子设备的快响应特性, 在 GFMI 检测到电压暂降后, 降低 GFMI 的有功指令值, 其作用机理如图6所示。

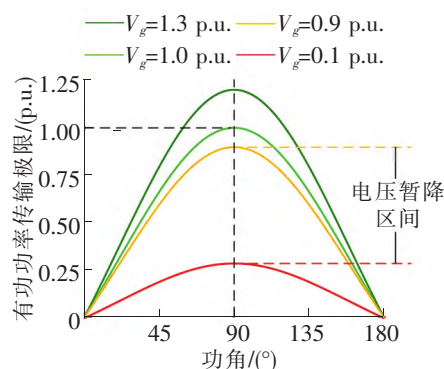


图4 GFMI 有功功率传输极限-功角图

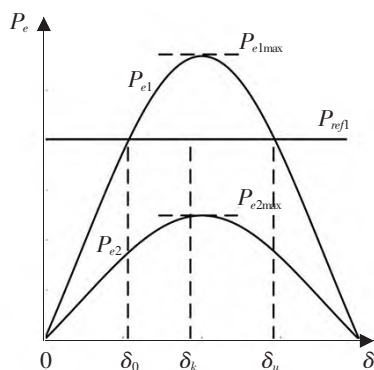


图5 基于EAC的暂态失稳机理图

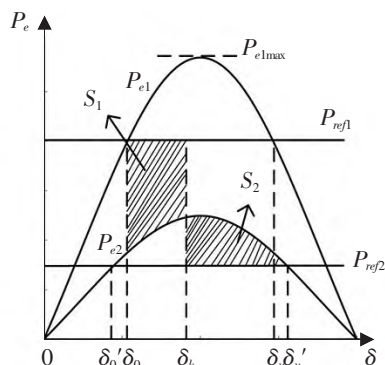


图6 降额控制机理图

在图6中, 电网发生电压暂降后, 经过一段时间 t_m 后, 系统检测到故障, 检测到故障后 GFMI 主动降低有功功率指令值至 P_{ref2} , 此时 P_{ref2} 和 P_{e2} 有新的 SEP。从系统发生故障到 GFMI 动作期间的定义时间为检测延时, 在这一阶段, 系统加速, 加速面积为 S_1 ; 当 GFMI 动作后, 系统减速, 加速面积为 S_2 。该策略是否能生效的关键为: 检测延时期间系统的加速能量是否能在降额后被完全耗散, 即 $S_1 < S_2$ 。根据图6也可以看出, 提升该方法性能的方式有2种: ①使用更低的 P_{ref2} 以获得更大的减速面积; ②在更短时间内将有功指令值切换为 P_{ref2} 以减小加速面积。

3 案例分析与实验验证

定义电网电压暂降至 0.2 p. u. 为标准工况, GFMI 的控制参数如表1所示。

表 1 GFMI 的控制参数

直流侧电压 V_{dc}/V	电网电压 V_g/V	滤波电感 L_f/mH	滤波电容 $C_f/\mu F$	等效电感 L_g/mH	等效电阻 R_g/Ω	无功下垂 系数 k_q	调频系数 k_p
800	380	2	20	6	0.2	0.003 8	3
虚拟转动 惯量 J	阻尼 D_p	额定电压 E_n/V	故障有功指令 P_{ref2}/kW	正常有功指令 P_{ref1}/kW	无功指令值 $Q_{ref}/kVar$	系统额定角速度 $\omega_n/(\text{rad} \cdot \text{s}^{-1})$	
0.25	1.7	311	15	50	0	314	

使用基于 Starsim 1070 和 Starsim 6060 的硬件在环(Hardware In the Loop, HIL) 实验平台对标准工况下的 LVRT 降额控制策略进行实验。将并网模型的电力拓扑导入 FPGA 中,使用快速控制原型机(RCP)对 GFMI 进行控制。在标准工况下,分别设置检测延时 $t_m = 40 \text{ ms}$ 和 $t_m = 41 \text{ ms}$,实验结果如图 7 所示。

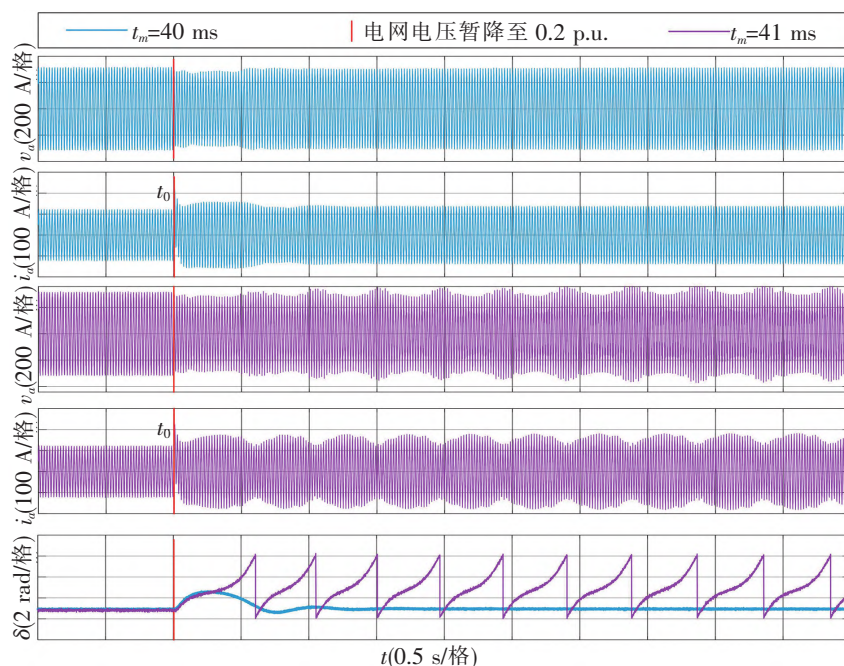


图 7 标准工况实验结果

如图 7 所示,在标准工况下,通过实验所得的最大检测延时为 40 ms,当检测延时小于 40 ms 时,系统通过将有功指令值降低至 15 kW 保持系统的功角稳定;相反,若系统的检测延时大于标准工况下的极限值,在检测延时期间积累的能量无法在降低有功指令值后被完全耗散维持,在这种情况下,系统暂态失稳。

为探究电网外部环境及 GFMI 内部控制参数对检测延时造成的影响,设计多组对比实验,实验结果以发生电压暂降后系统的功角数据进行说明。

3.1 外部环境的影响

3.1.1 电压暂降深度的影响

在前文的叙述中,将电压暂降至 0.2 p. u. 定义为实验的标准工况,将暂降深度分别设置为电压暂降至 0.1 p. u.、0.3 p. u.。固定检测延时为 40 ms 的情况下,实验结果如图 8 所示。

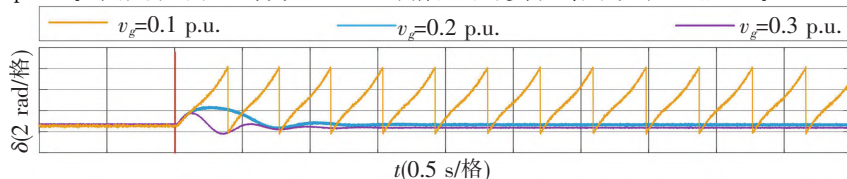


图 8 不同电压暂降下的功角波形

当电压暂降至 0.3 p. u. 时,发生电压暂降后,GFMI 输出的波动较小,在较短时间内改为新值并保持稳定运行;当电压暂降至 0.1 p. u. 时,电压暂降的影响更高于标准工况,基于标准工况计算得出的极限检测延时已不适用于该工况下。经实验,在电压暂降至 0.1 p. u. 时,极限检测延时会大幅缩短至 9 ms;0.3 p. u. 时,极限检测延时为 110 ms。因此,电压暂降深度对降额控制的极限检测延时具有显著影响,在进行工程设计时,应根据最严苛的暂降环境进行设计以确保降额控制对于暂态稳定的有效性。

3.1.2 电网强度的影响

依靠短路比(Short Circuit Ratio,SCR)来表征系统的电网强度。分布式发电往往通过长线路连接至电网,这导致新能源与电网之间的联系减弱,系统对外表现为低 SCR。基于表 1 参数的系统 SCR 为 1.5,这是典型的弱电网工况。另外设置 SCR = 3.0(强电网)以及 SCR = 1.2(极弱电网),在这 2 种非标准工况下进行试验以得出电网强度对降额控制的影响。实验结果如图 9 所示。

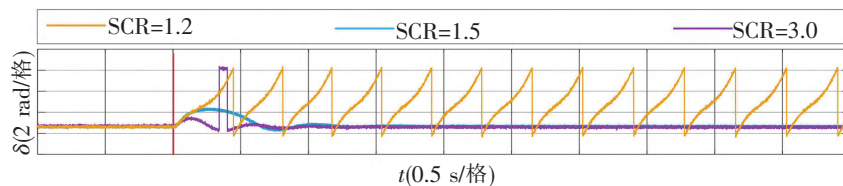


图 9 不同电网强度下的功角波形

根据图 9,在 SCR = 3.0 时,系统的波动较大,这是因为较低的线路电阻反而在一定程度上减小了整个系统的阻尼,这可能会导致 GFMI 静态稳定性的下降。但较强的电网能显著增大降额控制在保持同步稳定性方面的能力。当 SCR = 1.2 时,系统功角失稳,这是因为在高网络阻抗下,系统的有功传输极限被进一步压缩,这种影响反映到极限检测延时后对降额控制造成严重影响。进一步实验表明,SCR = 3.0 时,极限检测延时被放大至 95 ms。SCR = 1.2 时,极限检测延时大幅减小至 15 ms。

3.2 GFMI 内部控制参数的影响

3.2.1 虚拟转动惯量 J 的影响

因 VSG 控制的静态稳定性对参数设计具有较高要求,且参数设计应该根据并网系统的静态稳定性进行设计,所以 J 仅在小幅范围内变化以平衡 GFMI 的动态性能以及静态稳定裕度。为直观展示 J 变化对极限检测延时以及动态性能造成的影响,将 J 分别改为 0.025、0.3,分别观测电压暂降后系统的功角。实验结果如图 10 所示。

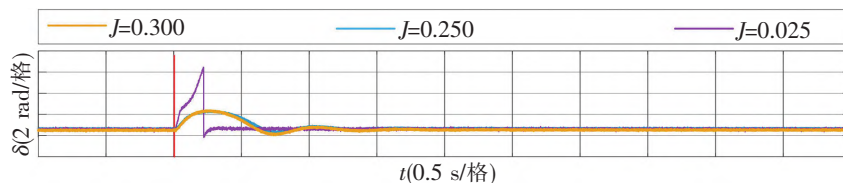


图 10 不同虚拟转动惯量下的功角波形

由图 10 可见,当 $J = 0.025$ 时,系统的响应速度提升,鲁棒性相对应减小,但系统的检测延时被增大,在此参数设置下,系统极度灵敏,但应对暂态稳定的能力增强。当 $J = 0.300$ 时,相较于标准工况,此时系统的鲁棒性增强,但响应速度变慢,这会导致极限检测延时的减小。当 $J = 0.025$ 时,检测延时的极限值为 97 ms; $J = 0.300$ 时,该值为 38 ms。当 J 减小时,降额控制的有效性增强,但系统会变得相对灵敏,这可能会导致输出功率的大幅振荡,不利于 GFMI 的高效稳定运行。在选取 J 时,若以暂态稳定性为设计原则,应平衡控制的有效性以及 GFMI 的输出。

3.2.2 降额值的影响

根据理论分析,故障情况下的有功指令值越低,越能提升降额策略的有效性,但更低的 P_{ref2} 会导致故障 SEP 与正常 SEP 的更大偏离,这在一定程度上不利于故障后有功功率的持续输出。除标准工况外,将 P_{ref2} 分别设置为 10、20 kW,系统的功角变化见图 11。

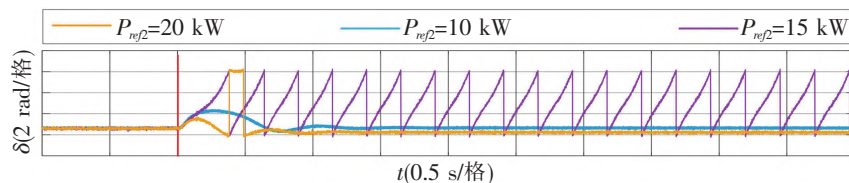


图 11 不同降额值下的功角波形

如图 11 所示,当 $P_{ref2} = 10 \text{ kW}$ 时,在 40 ms 的检测延时下,GFMI 能恢复稳定运行。相反,当 $P_{ref2} = 20 \text{ kW}$ 时,系统暂态失稳,降额控制失效。由于 20 kW 更接近电压暂降后的功率极限,所以功角以较小周期振荡,振荡密集。进一步实验表明, $P_{ref2} = 10 \text{ kW}$ 时极限延时增大至 88 ms, $P_{ref2} = 20 \text{ kW}$ 时极限延时缩小至 12 ms。尽管更小的降额值能够提升方法的有效性,但更小的 P_{ref2} 会导致故障 SEP 与正常 SEP 的更大的偏离,在图 11 中表现为黄色线与蓝色线之间的距离增大,这在一定程度上不利于故障后有功功率的持续输出。因此,不宜将 P_{ref2} 设置过低,需根据暂态稳定性能与恢复性能进行权衡。

根据上述实验分析,无论是电压暂降深度、电网强度等外部环境因素,还是内部控制参数,在考虑检测延时的情况下,都会对降额策略的有效性带来较大影响。

3.3 检测延时必要性的验证

如图 12 所示,当电网电压暂降至 0.2 p.u. 时,有功指令值降低至 18 kW,对考虑系统存在 50 ms 检测延时以及不考虑系统检测延时进行实验。在不考虑系统检测延时的情况下,系统通过降低有功功率的指令值维持 GFMI 的同步运行;当考虑存在固定为 50 ms 的检测延时,在同样的降额值下,系统功角失稳。实验结果表明,忽略系统的检测延时会导致同步稳定性的错误评估,在这种情况下,系统会因为判断错误发生失稳,降额控制失效。

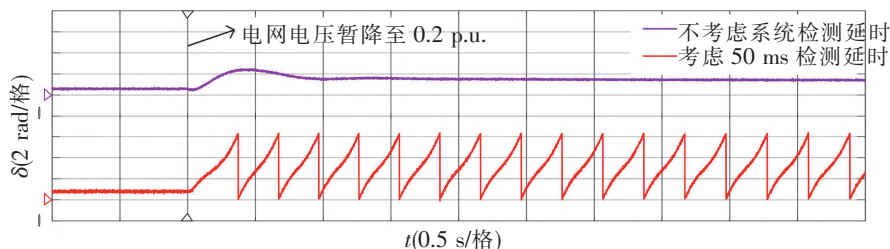


图 12 检测延时对系统同步稳定性的影响

4 结论

根据理论和实验分析,得出结论如下:

(1) 基于 VSG 的 GFMI,可依托电力电子装置的快速可控性,通过故障后主动有功降额适配电压暂降后的有功传输极限,配合无功支撑策略,可有效实现低压穿越,维持系统暂态同步稳定。

(2) 有功降额控制策略的有效性与故障检测延时强耦合,忽略检测延时的暂态稳定分析会与工程实际产生显著偏差,易导致控制策略失效,LVRT 策略设计必须将检测延时纳入分析框架。

(3) 电压暂降深度、电网强度等外部工况对策略的稳定边界与极限检测延时影响显著:电压跌落越深、电网越弱,系统极限检测延时越短,工程设计中需以最严苛工况为基准优化参数,预留充足的稳定裕度。

(4) 虚拟转动惯量、有功降额值等内部控制参数对极限检测延时存在明显影响,参数设计需兼顾系统稳态动态性能、故障暂态稳定性与有功输出能力,实现多性能目标的协同优化。

(5) 本文针对单机并网场景展开研究,后续可进一步拓展至多机并联、构网-跟网型逆变器混联的复杂场景,研究自适应有功降额策略,进一步提升策略的场景适应性。

参 考 文 献

[1]李明,常永康,毛永涛,等.高渗透率新能源发电并网变流器跟网/构网型稳定控制技术综述与展望[J].高电压技术,

2024,50(11):4773-4788.

- [2]贾科,王鹤子,毕天姝,等.基于自适应虚拟阻感比的构网型变流器故障穿越控制方法[J/OL].电网技术,2026-04-13.
<https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2025.1212>.
- [3]赵博元,陈磊,闵勇,等.跟网与下垂构网变流器混联带负荷系统稳定域与稳定形态[J].电力系统自动化,2026,50(6):16-34.
- [4]詹长江,吴恒,王雄飞,等.构网型变流器稳定性研究综述[J].中国电机工程学报,2023,43(6):2339-2359.
- [5]Shuai Zhikang, Shen Chao, Li Zuyi, et al. Transient angle stability of virtual synchronous generators using Lyapunov's direct method[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2019, 10(4):4648-4661.
- [6]付熙坤,黄萌,凌扬坚,等.功率耦合和电流限幅影响下构网型变流器的暂态同步稳定分析[J].中国电机工程学报,2024,44(7):2815-2825.
- [7]张静怡,田震,李锡林,等.考虑阻尼影响的虚拟同步发电机暂态同步稳定性量化分析[J].电力系统自动化,2025,49(7):13-24.
- [8]何宏亮,肖晃庆,张利东.考虑电流限幅的构网型变流器暂态稳定分析与自适应限幅方法[J].电力系统自动化,2025,49(2):30-40.
- [9]陈祯怡,杨黎晖,史金柱,等.考虑暂态模式切换的构网型变换器并联跟网型变换器系统暂态稳定性分析[J].中国电机工程学报,2025,45(15):6025-6038.
- [10]罗聪,陈燕东,谢志为,等.计及电压动态的构网型变流器多机并联系统暂态建模与稳定域估计[J].电工技术学报,2025,40(9):2752-2765.
- [11]李明飞,吴在军,全相军,等.计及阻尼特性的构网型并网逆变器暂态同步稳定性分析[J].电力系统自动化,2023,47(15):198-207.

Active Power Derating Control Strategy for Low Voltage Ride Through of Grid-Forming Inverters Considering Detection Delay

SHEN Yahui^{1,2}, DAI Honglei^{1,2}, WANG Shuohe^{1,2}

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, Shijiazhuang Tiedao University, Shijiazhuang 050043, China;

2. Hebei Technology Innovation Centre for Distributed Energy Applications, Shijiazhuang 050000, China)

Abstract: Aiming at the transient instability risk of grid-forming inverters (GFMI) during low voltage ride through (LVRT), as well as the deficiencies of existing researches in not including detection delay in the analysis framework, which makes it difficult to balance system stability and output performance, an active power derating LVRT control strategy for GFMI considering detection delay was proposed. A transient model of GFMI was established based on virtual synchronous generator control. The equal area criterion was adopted to analyze the stability mechanism and action boundary of the proposed strategy. Multi-condition tests were carried out on a hardware in the HIL experimental platform, and the influence laws of external environment and internal control parameters on the effectiveness of the strategy and the limit detection delay were explored. The results show that the strategy can maintain the synchronous stability of the system by actively reducing the active power command value after faults, and the limit detection delay of the system under standard working conditions is 40 ms. The depth of voltage sag, grid strength, virtual moment of inertia and active power derating value all have significant impacts on the limit detection delay. This strategy can effectively realize the LVRT of GFMI, and the detection delay is strongly coupled with the effectiveness of the strategy. In engineering applications, parameters should be optimized in combination with severe working conditions to balance transient stability performance and active power output capacity.

Key words: grid-forming inverters; low voltage ride through; detection delay; virtual synchronous generator